

УДК 622.245.14+622.257.12

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ И ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Н.И. Николаев, Р.А. Усманов¹, С.Ш. Табатабаи Моради, Дж.Р. Эрнандес Рекена

Санкт-Петербургский горный университет (199106, Россия, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, 2)

¹Альметьевский государственный нефтяной университет (423450, Россия, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2)

DEVELOPMENT OF SLURRIES AND STUDY OF PROPERTIES OF CEMENT MIXTURES TO INCREASE THE QUALITY OF WELL COMPLETION

Nikolay I. Nikolaev, Ruslan A. Usmanov¹, Seyyed Sh. Tabatabaee Moradi, Jennifer R. Hernandez Requena

Saint-Petersburg Mining University (2 21st Line, Vasilyevskiy island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

¹Almetyevsk State Oil Institute (2 Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation)

Получена / Received: 15.09.2017. Принята / Accepted: 01.10.2017. Опубликовано / Published: 01.12.2017

Ключевые слова:

цементирование, вторичное вскрытие, тампонажный раствор, цементный камень, перфорация, пластическая прочность, пластификатор, прочность на сжатие, прочность на изгиб, адгезия, поверхностно-активные вещества, полимеры, консистенция, крепь скважины, химические реагенты.

Исследуются физико-механические свойства полимерцементных тампонажных растворов и цементного камня. Цель работы – повышение качества вторичного вскрытия продуктивных пластов путем разработки полимерцементных смесей с улучшенными структурно-механическими характеристиками тампонажного раствора и цементного камня. При проведении вторичного вскрытия продуктивного пласта особое внимание уделяется сохранению качества крепи скважины. Так, из-за динамических нагрузок, происходящих в результате проведения кумулятивной и пулевой перфорации, а также торпедирования обсадных колонн возникает хрупкое разрушение тампонажного камня. При таких способах вторичного вскрытия цементный камень может разрушаться не только в интервалах перфорации, но и в местах перемычек, отделяющих продуктивные пласты от водоносных. Следствием такого вскрытия является ускоренное обводнение скважин. Несмотря на высокий технический уровень новых видов перфораторов, они не находят широкого применения при бурении нефтяных и газовых скважин из-за больших затрат времени и металлоемкости проводимых работ, следовательно, больших финансовых затрат на их использование. Известно, что целостность цементного камня обеспечивается при проведении перфорации в период перехода коагуляционной структуры тампонажной суспензии в кристаллизационную. Для нормального тампонажного раствора (вода/цемент = 0,5) этот момент наступает относительно быстро (7–15 ч), и его не хватает для проведения перфорационных работ. С целью модификации свойств цементной смеси были выбраны композиции катионоактивного поверхностно-активного вещества (катамина) и неионогенного полимера – поливинилпирролидона. Результаты экспериментальных исследований показывают, что ввод данных реагентов в состав цементной смеси приводит к увеличению растекаемости тампонажного раствора (больше 25 см по конусу Азербайджанского научно-исследовательского института), сроков его схватывания, прочности цементного камня на сжатие (200 % после 28 суток твердения) и изгиб (250 %), сцепления цементного камня с металлом (на 80 %) и времени набора коагуляционной структуры. Кроме этого, пластичные свойства разработанного тампонажного раствора сохраняются более 19 ч. Определено влияние реагента (пеногасителя Т-66) на интенсивность набора прочности цементного камня. Показано, что введение неионогенного высокомолекулярного полимера снижает интенсивность формирования кристаллической структуры в тампонажной смеси.

Key words:

cementing, completion, cement slurry, cement stone, perforation, plastic strength, plasticizer, compressive strength, bend strength, adhesion, surfactants, polymers, consistency, well casing, chemical agents.

Physical and mechanical properties of polymer cement slurries and cement stone are studied. The goal of the work is to improve the quality of completion of productive formations by development of polymer cement mixtures with improved structural and mechanical characteristics of a cementing slurry and cement stone. During the completion a special attention is paid to the preservation of well cement stone quality. So, there is a brittle fracture of the cement stone occur because of the dynamic loads caused by cumulative and bullet perforation, as well as the torpedoing of casing strings. Using such methods of well completion a cement stone can be destroyed both in perforation intervals and in places of bridges that separate productive layers from aquifers. The consequence of that opening is the accelerated growth of water cut of wells. Despite the high technical level of new types of perforators, they are not widely used in drilling of oil and gas wells because of the large time and metal consumption of the work performed and, consequently, high financial costs of their use. It is known that the integrity of the cement stone is ensured at perforation during the transition of the coagulation structure of a cement suspension to crystal one. For a normal cement slurry (water/cement = 0.5) that moment occurs relatively quickly (7-15 h), which is not enough for perforation operations. In order to modify the properties of a cement mixture the compositions of cation-active surfactant (catamine) and non-ionic polymer (polyvinylpyrrolidone) were chosen. Results of experimental studies show that the input of these agents into the composition of a cement mixture leads to an increase in spreadability of a cement slurry (more than 25 cm by the cone of Azerbaijan Scientific Research Institute), time of its bondability, strength of a cement stone for compression (200 % after 28 days of hardening) and bending (250 %), adhesion of cement stone to metal (by 80 %) and time of coagulation structure setting. In addition, plastic properties of the developed cement slurry are retained for more than 19 hours. The influence of the agent (defoamer T-66) on the rate of cement stone strengthening is determined. It is shown that input of a nonionic high molecular polymer reduces the rate of the formation of crystal structure in a cementing mixture.

Николаев Николай Иванович – доктор технических наук, профессор кафедры бурения скважин (тел.: +007 812 328 84 78, e-mail: nikinik@mail.ru).

Усманов Руслан Айратович – кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин (тел.: +007 8553 31 00 04, e-mail: bngs_agni@mail.ru).

Табатабаи Моради Сейед Шахаб – аспирант кафедры бурения скважин (тел.: +007 812 328 84 78, e-mail: s.sh.tabatabaee@gmail.com). Контактное лицо для переписки.

Джениффер Регина Эрнандес Рекена – аспирант кафедры бурения скважин (тел.: +007 812 328 84 78, e-mail: j.r.h.r@outlook.com).

Nikolay I. Nikolaev (Author ID in Scopus: 56308406100) – Doctor of Engineering, Professor at the Department of Well Drilling (tel.: +007 812 328 84 78, e-mail: nikinik@mail.ru).

Ruslan A. Usmanov – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Well Drilling (tel.: +007 8553 31 00 04, e-mail: bngs_agni@mail.ru).

Seyyed Sh. Tabatabaee Moradi – PhD student at the Department of Well Drilling (tel.: +007 812 328 84 78, e-mail: s.sh.tabatabaee@gmail.com). The contact person for correspondence.

Jennifer R. Hernandez Requena – PhD student at the Department of Well Drilling (tel.: +007 812 328 84 78, e-mail: j.r.h.r@outlook.com).

Введение

В настоящее время при проведении вторичного вскрытия продуктивного пласта особое внимание уделяется сохранению качества крепи скважины [1, 2]. Так, из-за динамических нагрузок, происходящих в результате проведения кумулятивной и пулевой перфорации, а также торпедирования обсадных колонн возникает хрупкое разрушение тампонажного камня [3, 4]. При таких способах вторичного вскрытия цементный камень может разрушаться не только в интервалах перфорации, но и в местах перемычек, отделяющих продуктивные пласты от водоносных. Следствием такого вскрытия является ускоренное обводнение скважин.

Для предотвращения появления трещин в цементном камне при проведении вторичного вскрытия продуктивного пласта применяют новые виды перфорации (сверлящая, гидropескоструйная, гидромеханическая и т.д.), использование которых минимально отражается на состоянии крепи скважины [5, 6]. Несмотря на высокий технический уровень новых видов перфораторов, они не находят широкого применения в нефтяных и газовых скважинах из-за больших затрат времени, металлоемкости проводимых работ (большое количество вспомогательных агрегатов, узлов соединения и т.д.) и, следовательно, больших финансовых затрат на их использование.

Одним из перспективных путей сохранения целостности цементного камня в период проведения перфорационных работ является управление физико-механическими свойствами тампонажного материала за счет ввода в состав цементных композиций различного рода химических реагентов, в том числе и полимеров [7]. Высокая эффективность таких систем определяется возможностью формировать в процессе твердения прочный, обладающий высокой адгезией камень, тем самым способствуя повышению качества разобщения продуктивных горизонтов. Однако, несмотря на высокие прочностные показатели цементного камня, полное сохранение целостности крепи во время проведения перфорационных работ невозможно.

Известно [8, 9], что перфорацию продуктивного пласта проводят тогда, когда тампонажный камень набрал определенную

прочность, а при воздействии динамических нагрузок на уже сформированный камень как раз и происходит его разрушение. В нашем случае проблема хрупкого разрушения цементного камня при перфорации решается выбором времени проведения прострелочных работ. Принцип предлагаемой методики заключается в том, что вторичное вскрытие следует проводить в период, когда тампонажная суспензия набирает пластическую прочность, т.е. на стадии перехода тампонажного раствора в камень.

Однако время набора пластической прочности обычного тампонажного портландцементного раствора слишком мало, и его зачастую не хватает для того, чтобы спустить перфоратор и провести вторичное вскрытие. Одним из путей увеличения времени набора пластической прочности является добавление в состав цементной смеси различных поверхностно-активных веществ (ПАВ) [10].

В этой связи актуальным является исследование влияния полимеров на процессы структурообразования полимерцементного раствора, а также других реологических и физико-механических свойств тампонажной суспензии и камня.

Материалы и реагенты

Для получения тампонажного раствора с нужными пластичными свойствами были проведены исследования и анализ различных полимеров, реагентов-пластификаторов, вводимых в тампонажную суспензию в качестве замедлителей схватывания цементной смеси [11, 12]. Из всего многообразия испытанных ПАВ, как неионогенных, так и ионогенных, в том числе катионактивных и анионактивных, по разным причинам (дороговизна, нестабильность свойств, токсичность и т.д.) были выбраны в качестве реагентов-пластификаторов следующие отечественные полимеры: катамин – низкомолекулярный катионактивный алкилбензилметиламмоний хлорид (мол. масса 360) и неионогенный высокомолекулярный поливинилпирролидон (ПВП) (мол. масса 4 600 000). Эти реагенты представляют собой полупрозрачные бесцветные жидкости с полной растворимостью в воде, устойчивы к солям поливалентных металлов, минерализованным водам и повышенной температуре (до 100 °С).

Экспериментальные исследования физико-механических свойств тампонажного раствора и цементного камня

Проведенные исследования по изучению пластической прочности полимерцементного раствора, в составе которого находился алкилбензилметиламмоний хлорид, показали, что при концентрации указанного реагента 0,1–0,3 % от массы цемента время набора пластической прочности по сравнению с обычным ПТЦ-100, при сохранении реологических свойств, увеличивается в 1,5 раза (рис. 1).

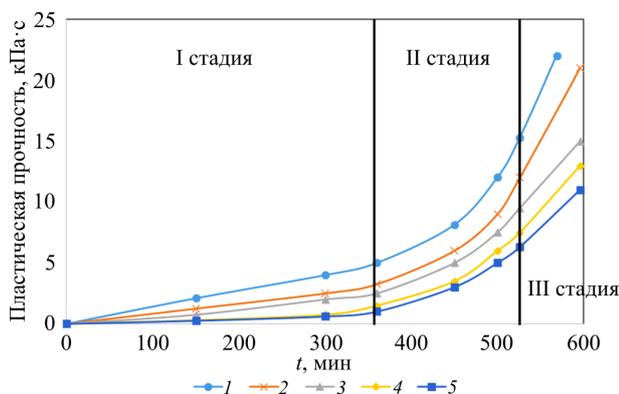


Рис. 1. Зависимость пластической прочности тампонажного раствора с применением реагента-пластификатора от времени твердения: 1 – ПТЦ-100; 2 – ПТЦ-100 с реагентом катамином, 0,1 %; 3 – ПТЦ-100 с реагентом катамином, 0,2 %; 4 – ПТЦ-100 с реагентом катамином, 0,3 %; 5 – ПТЦ-100 с реагентом катамином, 0,2 % + реагент ПВП, 0,2 %

Как видно из рис. 1, время набора пластической прочности поделено на три стадии: I стадия – это время набора коагуляционной структуры тампонажной смеси, при которой происходит затекание перфорационного отверстия из-за наличия не связанной воды в системе. II стадия – это период перехода коагуляционной структуры тампонажной суспензии в кристаллизационную. В данный промежуток времени цементная смесь набирает пластическую прочность, но еще не образовала кристаллическую структуру. Из-за пластичности цементной смеси в данный период проведение кумулятивной и пулевой перфорации наиболее выгодно, так как не наблюдается хрупкого разрушения тампонажной системы. III стадия – это время набора кристаллизационной структуры цементного камня. Проведение перфорационных работ в этот период приводит к хрупкому разрушению крепи заколонного пространства.

Как видно из графика, базовый тампонажный раствор с соотношением вода/цемент = 0,5 значительно быстрее набирает пластическую прочность по сравнению с полимерцементной суспензией. Этого времени зачастую не хватает для проведения цементировочных работ, а ко времени проведения вторичного вскрытия продуктивного пласта раствор окончательно превращается в малопроницаемый твердый цементный камень, что приводит к хрупкому разрушению крепи при перфорационных работах. Увеличение времени начала формирования цементного камня дает возможность снизить разрушающее действие кумулятивных и пулевых перфораторов. Смесь алкилбензилметиламмоний хлорида и ПВП при процентной концентрации 0,2 % от массы вяжущего увеличивает время набора пластической прочности цементной суспензии в 1,8 раза.

Однако определение времени набора пластической прочности не дает полной картины кинетики структурообразования цементного камня. В этой связи были проведены исследования параметров консистенции полимерцементного тампонажного раствора (рис. 2).

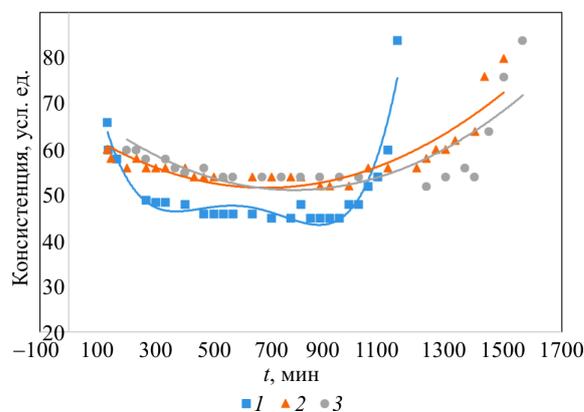


Рис. 2. График зависимости изменения консистенции тампонажных растворов от времени: 1 – ПТЦ-100; 2 – ПТЦ-100 с добавкой 0,2%-ного катамина; 3 – ПТЦ-100 с добавкой полимерной смеси из 0,2%-ного катамина и 0,2%-ного ПВП

Как видно по кривым загустевания тампонажного раствора, на ранних стадиях структурообразования консистенция базового цементного раствора с водоцементным отношением 0,5 выше, чем у раствора с добавкой катамина. Однако после этого консистенция базового раствора продолжает снижаться, а раствора с добавкой реагента остается достаточно стабильной (около 60 условных

единиц консистенции). То же самое наблюдается при добавлении в полимерцементную смесь высокомолекулярного ПВП, консистенция смеси остается достаточно стабильной до 9 часов дольше, чем у обычного тампонажного раствора.

Увеличение стабильности системы связано с медленным образованием кристаллической структуры формирующейся тампонажной суспензии, вследствие чего и увеличивается время набора пластической прочности полимерного раствора по сравнению с обычной тампонажной смесью.

При цементировании скважины необходимо также учитывать такое свойство, как подвижность тампонажного раствора, которое характеризует возможность его прокачивания насосом, определяет величину гидравлических сопротивлений при тампонировании и особенности поведения раствора при заполнении каналов. На практике подвижность оценивается по растекаемости тампонажного раствора [13].

Проведенные экспериментальные исследования показали, что добавка в тампонажную суспензию реагента-пластификатора катамина (алкилбензилметиламмоний хлорида) существенно увеличивает растекаемость раствора (табл. 1)

Таблица 1
Результаты исследования растекаемости цементного теста

Вид раствора	Растекаемость, см
ПТЦ-100	22
ПТЦ-100 + катамин, 0,1 %	>25
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 %	>25
ПТЦ-100 + катамин, 0,3 %	>25
ПТЦ-100 + катамин, 0,1 % + ПВП, 0,2 %	22
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + ПВП, 0,2 %	23
ПТЦ-100 + катамин, 0,3 % + ПВП, 0,2 %	23
ПТЦ-100 + катамин, 0,1 % + Т66, 0,1 %	21
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + Т66, 0,1 %	21
ПТЦ-100 + катамин, 0,3 % + Т66, 0,1 %	22
ПТЦ-100 + катамин, 0,1 % + нефть	22
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + нефть	22
ПТЦ-100 + катамин, 0,3 % + нефть	22

Как видно из таблицы, ввод в полимерцементную смесь высокомолекулярного полимера ПВП несколько снижает подвижность системы, но при этом остается в пределах нормы.

Проведенные исследования показали, что полимер катамин увеличивает сроки схватывания раствора, а при вводе в смесь высокомолекулярного ПВП наблюдается увеличение периода схватывания на 20 % (табл. 2)

Увеличение сроков схватывания полимерцементной суспензии, в состав которой входят алкилбензилметиламмоний хлорид и ПВП, объясняется гидрофобизацией частиц цементного клинкера, вследствие чего процесс гидратации цемента замедляется.

Таблица 2
Сроки схватывания (начало и конец) тампонажных смесей

Состав тампонажного материала	Начало схватывания, ч	Конец схватывания, ч
ПТЦ-100	10	20,3
ПТЦ-100 + катамин, 0,1 %	12	21,3
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 %	12,8	22
ПТЦ-100 + катамин, 0,3 %	13,2	23
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + ПВП, 0,2 %	13,3	26,3
ПТЦ-100 + катамин, 0,1 % + Т66, 0,1 %	10,5	20,5
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + Т66, 0,1 %	12	21,5
ПТЦ-100 + катамин, 0,3 % + Т66, 0,1 %	12,5	22,5
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + нефть	13	22

Известно [14–18], что большинство ПАВ (как ионогенных, так и неионогенных) обладают существенным недостатком – вспениванием тампонажных растворов на водной основе. Это негативно отражается на прочности цементного камня из-за образования большой пористости в системе и, как следствие, ухудшения качества межпластовой изоляции в скважинах. В этой связи актуальными являются исследования уменьшения вспенивания тампонажного раствора посредством ввода в состав тампонажной смеси различных пеногасителей. Анализ реагентов как отечественного (уголь, Т-66 и т.д.), так и зарубежного (фениламин, силоксан и т.д.) производства показал, что по экономическим и качественным показателям среди многообразия реагентов наиболее выгодно отличается реагент Т-66 (сосновое масло). При его содержании в полимерцементной смеси в количестве 0,1 % к массе сухого цемента пенообразование значительно уменьшается, а в нефтяной среде и вовсе исчезает.

Проведенные экспериментальные исследования показали, что ввод в полимерцементную тампонажную суспензию реагента Т-66 существенно не влияет на реологические свойства (см. табл. 1).

Как видно из табл. 1, ввод в полимерцементную смесь пеногасителя Т66 или нефти незначительно уменьшает растекаемость полимерцементного теста. Уменьшение растекаемости полимерцементной суспензии, в составе которой имеется пеногаситель, объясняется снижением поверхностного натяжения полимера, вступающего в реакцию с цементным клинкером, тем самым уменьшается размер гидратной оболочки полимерного вещества вокруг кристалла, и большая часть цемента гидратируется с водой, из-за чего подвижность суспензии падает.

Пеногаситель Т-66 уменьшает время схватывания полимерцементного раствора на 15 %. Введение же нефтяной эмульсии в тампонажную суспензию не влияет на процессы твердения раствора (см. табл. 2).

Анализ данных табл. 1 и 2 показывает, что предлагаемый реагент Т-66, уменьшая пенообразование полимерцементной суспензии, не меняет ее реологических свойств.

Свойства схватившегося полимерцементного тампонажного раствора зависят от условий твердения тампонажной суспензии, которые определяются температурой окружающей среды [19]. В нашем случае были смоделированы условия, в которых находятся продуктивные пласты со средними температурными режимами (20, 40, 60, 80, 100 °С).

В тампонажных растворах, затворяемых на воде и обычно используемых для цементирования продуктивных горизонтов нефтяных скважин, количество воды, введенной при затворении, достаточно для полного протекания реакции гидратации. Однако в пористой среде продуктивного горизонта вода может отфильтровываться вглубь пласта. Это приводит к прекращению реакции гидратации и изменению структуры тампонажного камня [20–22]. В связи с этим проводились исследования влияния низко- и высокомолекулярных полимеров на фильтрационные свойства тампонажного раствора с соотношением вода/цемент = 0,5 (см. рис. 3).

Известно, что высокий показатель фильтрации в тампонажных растворах нежелателен, поэтому задачей являлось уменьшить значение водоотдачи, а также увеличить время седиментационной устойчивости полимерцементной суспензии. Введение же в тампонажный раствор реагента «катамин» увеличило водоотдачу, однако ПВП

стабилизирует систему, и показатели фильтрации снижаются до 30 % по сравнению с цементным раствором, в котором присутствует 0,3%-ный катамин. Тампонажные растворы остаются достаточно устойчивыми в седиментационном отношении (табл. 3).

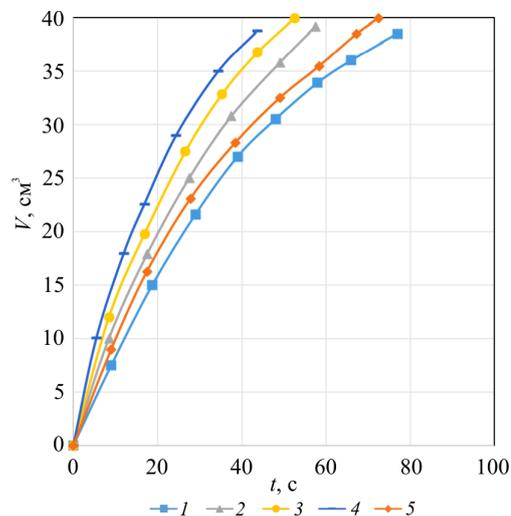


Рис. 3. Зависимость водоотдачи тампонажных суспензий от концентрации реагентов-пластификаторов: 1 – ПТЦ-100; 2 – ПТЦ-100 + катамин, 0,1 %; 3 – ПТЦ-100 + катамин, 0,2 %; 4 – ПТЦ-100 + катамин, 0,3 %; 5 – ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % и ПВП, 0,2 %

Таблица 3

Водоотделение тампонажных суспензий

Состав тампонажного материала	Водоотделение за 3 ч, %
ПТЦ-100	2,1
ПТЦ-100 + катамин, 0,1 %	2,3
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 %	2,5
ПТЦ-100 + катамин, 0,3 %	2,6
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + ПВП, 0,2 %	2,1

Процесс гидратации тампонажного цемента, как правило, сопровождается переупаковкой адсорбированных на цементных частицах молекул воды, следствием чего является изменение объема твердеющего тампонажного камня. Удельная поверхность продуктов гидратации на 3–4 порядка больше удельной поверхности исходного вяжущего вещества. Химически связанная вода занимает меньший объем, чем свободная. В результате при взаимодействии вяжущего вещества с водой и образовании кристаллогидратов (новообразований) наблюдается изменение объема, называемое контракцией, который приблизительно равен объему воды, вступившей в химическую реакцию [23–25].

По В.В. Некрасову [26], для большинства портландцементов можно с достаточной степенью точности принимать расчетную величину контракции, равную 7–9 мл на 100 г цемента. Так, на рис. 4 приведены значения контракции, развиваемые тампонажными смесями с различными процентными содержаниями полимеров в системе. Так, у ПТЦ-100 с соотношением вода/цемент = 0,5 к 28-м суткам контракция достигает 47 % предельной величины, и в дальнейшем рост ее существенно замедляется. В связи с тем что исходные полимеры, вводимые в цементную смесь, увеличивают время гидратации портландцементного клинкера, то к 28-м суткам твердения полимерцементного камня контракция составляет 50–56 % (в зависимости от процентного содержания полимера в тампонажной смеси).

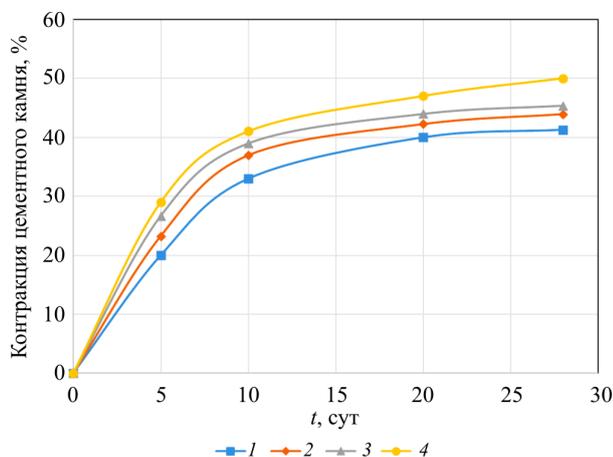


Рис. 4. Зависимость величины контракции цементного камня от процентного содержания в нем реагента-пластификатора катамина: 1 – ПТЦ-100; 2 – ПТЦ-100 + катамин, 0,1 %; 3 – ПТЦ-100 + катамин, 0,2 %; 4 – ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % и ПВП, 0,2 %

Результаты экспериментальных работ показывают, что контракционный эффект тем больше для тампонажной смеси, чем дольше происходит процесс гидратации цементного клинкера.

Эксплуатация нефтяных и газовых скважин требует устойчивой работы их цементной крепи, которая отличается сопротивляемостью повышенным внешнему и внутреннему давлениям, что обеспечивается формированием сплошного цементного кольца с определенными физико-механическими характеристиками, одной из которых является прочность цементного камня [27, 28].

Механическая прочность крепи зависит от ряда факторов: вида цемента, водоцементного отношения, наличия химических добавок, условий твердения [29].

Были проведены опыты по выявлению значений прочности сформировавшегося цементного камня на сжатие и изгиб (рис. 5).

Как видно на рис. 5, прочность камня на одноосное сжатие, в составе которого есть реагент-пластификатор катамин, больше на 110–180 % в зависимости от процентного содержания реагента и продолжает расти. Однако введение в полимерцементный раствор реагента-пеногасителя (в нашем случае Т-66) резко увеличивает прочность в начальный период формирования цементного камня (см. рис. 6), а спустя 10 суток темп набора прочности уменьшается и изменяется незначительно. Однако в целом прочность полимерцементного камня при добавлении пеногасителя уменьшается на 5–10 %.

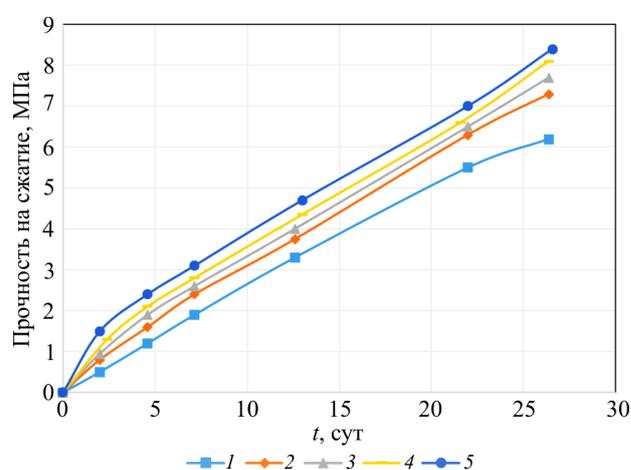


Рис. 5. Зависимость прочности цементного камня на сжатие от содержания полимеров в его составе: 1 – ПТЦ-100; 2 – ПТЦ-100 + катамин, 0,1 %; 3 – ПТЦ-100 + катамин, 0,2 %; 4 – ПТЦ-100 + катамин, 0,3 %; 5 – ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + ПВП, 0,2 %

Это явление объясняется тем, что в первые сутки твердения тампонажной суспензии скорость роста кристаллов цементного клинкера является максимальной, а после динамика образования прочных связей уменьшается, в то время как полимерцементный камень без добавления в него пеногасителя еще только начинает набирать максимальную прочность. Полимерцементная суспензия, в составе которой есть добавка композиции реагентов (катамин и ПВП), менее подвержена ускоренному твердению, это явление объясняется большей устойчивостью системы к пеногасителю Т-66.

Прочность цементного камня на изгиб исследовалась вплоть до 28-х суток твердения, так как в этот период все еще происходил набор прочности полимерцементного материала (рис. 7).

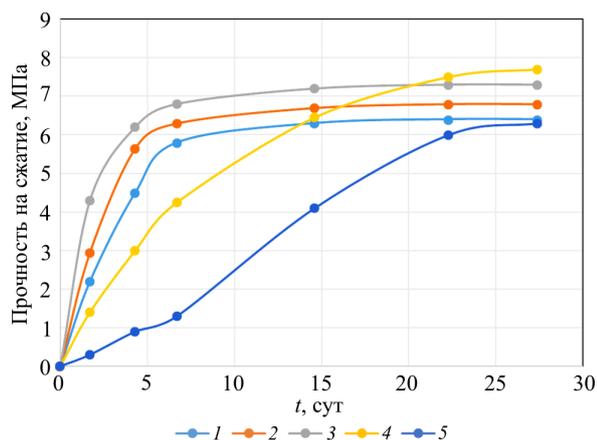


Рис. 6 Зависимость прочности полимерцементного камня при введении в его состав пеногасителя Т-66: 1 – ПТЦ-100 + катамин, 0,1 % + Т-66, 0,1 %; 2 – ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + Т-66, 0,1 %; 3 – ПТЦ-100 + катамин, 0,3 % + Т-66, 0,1 %; 4 – ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + ПВП, 0,2 % + Т-66, 0,1 %; 5 – ПТЦ-100, вода/цемент = 0,5

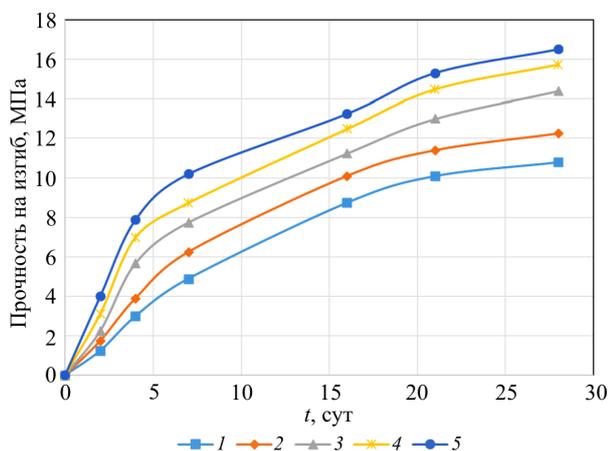


Рис. 7. Зависимость изменения прочности полимерцементного камня на изгиб: 1 – ПТЦ-100; 2 – ПТЦ-100 + катамин, 0,1 %; 3 – ПТЦ-100 + катамин, 0,2 %; 4 – ПТЦ-100 + катамин, 0,3 %; 5 – ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + ПВП, 0,2 %

На графике, представленном на рис. 7, можно наблюдать увеличение прочности на изгиб тампонажного камня с добавкой 0,3%-ного катамина на 128 % по сравнению с базовым портландцементом ПТЦ-100 (вода/цемент = 0,5). При концентрации в смеси реагента катамина в количестве 0,2 % и реагента ПВП (0,2 %) происходит увеличение прочности на 165 %.

Совершенно иная картина набора прочности полимерцементного камня наблюдается при введении в тампонажный раствор пеногасителя Т-66: установлен интенсивный набор прочности цементного камня в первые пять суток его твердения, после чего темп роста кристаллов уменьшается и изменяется незначительно (рис. 8).

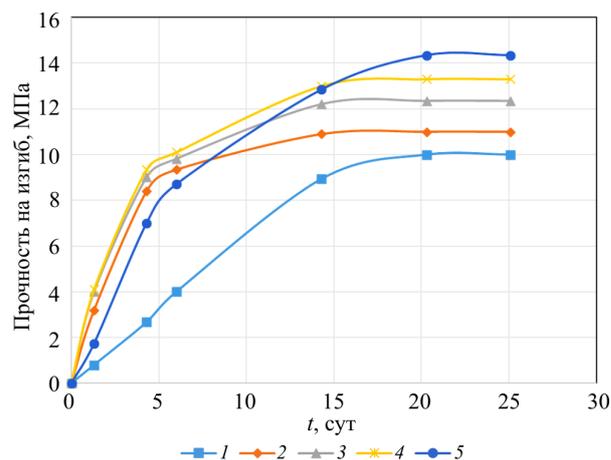


Рис. 8. Зависимость изменения прочности на изгиб полимерцементного тампонажного материала с Т-66: 1 – ПТЦ-100; 2 – ПТЦ-100 + катамин, 0,1 % + Т-66, 0,1 %; 3 – ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + Т-66, 0,1 %; 4 – ПТЦ-100 + катамин, 0,3 % + Т-66, 0,1 %; 5 – ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + ПВП, 0,2% + Т-66, 0,1 %

Это явление объясняется тем, что пеногаситель повышает поверхностное натяжение воды (чем и объясняется уменьшение пены в суспензии), и частички цементного клинкера быстрее взаимодействуют с дисперсионной средой, вследствие чего наблюдается интенсивное образование коагуляционной структуры, а затем и быстрый рост кристаллов в системе.

Ввод реагента ПВП в полимерцементную смесь позволяет снизить влияние пеногасителя (см. рис. 8) и, по сравнению с базовым тампонажным раствором, уменьшить интенсивность набора прочности, при этом по истечении 28 суток значение прочности на изгиб на 50 % больше по сравнению с обычной тампонажной суспензией.

Известно, что качественная изоляция продуктивных горизонтов и крепление стенок скважины зависят не только от прочности цементного камня, но и от сцепления твердеющего тампонажного раствора и камня с горными породами и металлом обсадных труб [30].

Эксперименты по исследованию прочности сцепления тампонажного камня с металлом (адгезия) показали, что полимер катамин, введенный в тампонажную смесь, увеличивает силу сцепления на 133 % (табл. 4) по сравнению с базовым портландцементным камнем, а пеногаситель Т-66 значительно снижает адгезионные свойства крепи.

Максимальная адгезия полимерцементного камня приходится на 8 суток твердения, после чего сила сцепления меняется незначительно,

и к 28-м суткам разница не превышает 7–9 %. Так, адгезия образцов, в составе которых реагент-пластификатор катамин и смесь ПВП и катамина, возрастает по сравнению с базовым цементом.

Т а б л и ц а 4
Прочность сцепления цементного камня
с металлом

Состав	Адгезия тампонажного камня с металлом, МПа		
	3 суток	6 суток	8 суток
ПТЦ-100	2,5	3,2	3,8
ПТЦ-100 + катамин, 0,1 %	3,5	5,2	6
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 %	4	6,1	7,2
ПТЦ-100 + катамин, 0,3 %	4,3	8	8,5
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + ПВП, 0,2 %	5,2	8,6	10
ПТЦ-100 + катамин, 0,1 % + Т-66	2	1,6	1,4
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + Т-66	2,5	2	1,8
ПТЦ-100 + катамин, 0,3 % + Т-66	2,8	2,1	2
ПТЦ-100 + катамин, 0,2 % + ПВП, 0,2 % + Т-66	6	5,3	5,2

Максимальная адгезия наблюдается у цементного камня, в составе которого имеется смесь реагентов (катамин, 0,2 %, и ПВП, 0,2 %), и составляет 192 % относительно обычного ПТЦ-100.

Библиографический список

1. Марданов М.С. Повышение дебитов и долговечности крепи скважин разработкой и внедрением щадящих режимов вторичного вскрытия продуктивных пластов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 480–483.
2. Sudong H., Xiao Y. Properties and application of oil-well cement enhanced with a novel composite toughening agent // *Petroleum Science*. – 2007. – Vol. 4, № 2. – P. 52–59. DOI: 10.1007/BF03187442
3. Иванова И.С., Пустовгар А.П., Ганиев С.Р. Особности сухих смесей для цементирования нефтегазовых скважин // *Нефтегазовое дело*. – 2014. – № 4. – С. 18–35. DOI: 10.17122/ogbus-2014-4-18-35
4. Мелехин А.А., Крысин Н.И., Третьяков Е.О. Анализ факторов, влияющих на долговечность цементного камня за обсадной колонной // *Нефтепромысловое дело*. – 2013. – № 9. – С. 77–82.
5. Повышение эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов / И.Н. Гайворонский, В.И. Костицын, А.Д. Савич, И.А. Черных, А.В. Шумилов // *Нефтяное хозяйство*. – 2016. – № 10. – С. 62–65.
6. Perforating practices that optimize productivity / L. Behrmann, J.E. Brooks, S. Farrant, A. Fayard, A. Venkitaraman, A. Brown, Ch. Michel, A. Noordermeer, Ph. Smith, D. Underdown // *Oilfield Review*. – 2000. – Vol. 12, № 1. – P. 52–74.
7. Разработка тампонажных материалов повышенной ударной прочности / Г.Г. Ишбаев, М.Р. Дильмиев,

Выводы

На основе проведенных экспериментальных исследований можно сделать следующие основные выводы:

1. На основании полученных результатов можно утверждать об эффективности проведения перфорационных работ во время II стадии набора пластической прочности цементной смеси.
2. Добиться необходимого времени набора пластической прочности тампонажного раствора для успешного проведения перфорационных работ можно с помощью ввода в цементную смесь низкомолекулярного полимера катамина и ПВП при их концентрации в растворе 0,2 % от веса вяжущего.
3. Добавка реагента-пластификатора катамина и композиции из катамина и ПВП существенно увеличивает растекаемость тампонажного раствора (более 25 см).
4. Реагенты-пластификаторы способствуют значительному увеличению прочности цементного камня на сжатие (на 200 % после 28 суток твердения) и изгиб (на 250 %), увеличению свойств сцепления тампонажного камня с металлом (на 80 %).

- Р.Р. Ишбаев, Т.Р. Латыпов // *Бурение и нефть*. – 2015. – № 9. – С. 38–41.
8. Повышение качества первичного и вторичного вскрытия нефтяных пластов / Н.А. Петров, В.Г. Султанов, И.Н. Давыдова, Г.В. Конесев; под ред. Г.В. Конесева. – СПб.: Недра, 2007. – 548 с.
9. Прострелочно-взрывная аппаратура / Л.Я. Фридляндер [и др.]. – М.: Недра, 1990. – 199 с.
10. Тампонажные растворы на углеводородной основе для ремонтно-изоляционных работ / М.А. Силин, Л.А. Магадова, М.Н. Ефимов, Н.Н. Ефимов, З.Н. Шидгинов // *Труды российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина*. – 2010. – № 3. – С. 87–94.
11. Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследование некоторых полимерных реагентов отечественного производства // *Нефтегазовое дело*. – 2016. – № 4. – С. 6–39. DOI: 10.17122/ogbus-2016-4-6-39
12. Broni-Bediako E., Joel O.F., Ofori-Sarpong G. Oil well cement additives: a review of the common types // *Oil and Gas Research*. – 2016. – Vol. 2, № 1. – P. 1–7. DOI: 10.4172/ogr.1000112.
13. Ахрименко В.Е., Пашевская Н.В. Использование мелассы в качестве пластификатора тампонажных растворов // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2014. – № 1. – С. 35–37.
14. Булатов А.И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. – М.: Недра, 1976. – 298 с.

15. Волженский А.В., Буров Ю.С., Колокольников В.С. Минеральные вяжущие вещества. – М.: Стройиздат, 1979. – 476 с.

16. Поколение отечественных полимеров для бурения скважин / Н.И. Николаев, Ю.А. Нифонтов, Д.А. Дернов, Р.П. Тойб // Промышленность сегодня. – 2004. – № 1. – С. 19–23.

17. Деркач С.Р., Берестова Г.И., Мотылева Т.А. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов // Вестник Мурманского государственного технического университета. – 2010. – № 4–1. – С. 784–792.

18. Шерстнев Н.М., Гувич Л.М., Булина И.Г. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1988. – 184 с.

19. Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Самсоненко Н.В. Новые тампонажные материалы для использования в условиях нормальных и умеренных температур // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 10. – С. 42–47.

20. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Free fluid control of oil well cements using factorial design // Journal of engineering research. – 2017. – Vol. 5, № 1. – P. 220–229.

21. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Sedimentation stability of oil well cements in directional wells // IJE Transactions A: Basics. – 2017. – Vol. 30, № 7. – P. 1105–1109. DOI: 10.5829/ije.2017.30.07a.21

22. The effect of nanosilica on the physical properties of oil well cement / M. Choolaei, A.M. Rashidi, M. Ardjmand, A. Yadegari, H. Soltanian // Materials Science and Engineering: A. – 2012. – Vol. 538 – P. 288–294. DOI: 10.1016/j.msea.2012.01.045

23. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990. – 416 с.

24. Рябова Л.И., Шляховой Д.С., Тимофеева Е.В. Объемные изменения цементного раствора и камня, влияющие на качество цементирования скважин // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 40–42.

25. The effect of CaO and MgO as expanding additives to improve cement isolation strength under HPHT exposure / R. Rubiandini, S. Siregar, N. Suhascaryo, D. Efril // Journal of Engineering and Technological Sciences. – 2005. – Vol. 37, № 1. – P. 29–48. DOI: 10.5614/2Fitbj.eng.sci.2005.37.1.3

26. Беркович Т.М. О кинетике процесса гидратации цемента // ДАН СССР. – 1963. – № 5. – С. 1127–1130.

27. Ridha S., Irawan S., Ariwahjoedi B. Strength prediction of Class G oil well cement during early ages by electrical conductivity // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2013. – Vol. 3, № 4. – P. 303–311. DOI: 10.1007/s13202-013-0075-9

28. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Considerations of well cementing materials in high-pressure, high-temperature conditions // IJE Transactions C: Aspects. – 2016. – № 9. – P. 1214–1218. DOI: 10.5829/idosi.ije.2016.29.09c.05

29. Labibzadeh M., Zahabizadeh B., Khajehdezfuly A. Early-age compressive strength assessment of oil well class G cement due to borehole pressure and temperature changes // Journal of American Science. – 2010. – Vol. 6, № 7. – P. 38–47. DOI: 10.7537/marsjas060710.05

30. Castel A., Foster S.J. Bond strength between blended slag and Class F fly ash geopolymer concrete with steel reinforcement // Cement and Concrete Research. – 2015. – Vol. 72. – P. 48–53. DOI: 10.1016/j.cemconres.2015.02.016

References

1. Mardanov M.S. Povyshenie debitov i dolgovechnosti krepki skvazhin razrabotkoi i vnedreniem shchadiashchikh rezhimov vtorichnogo vskrytiia produktivnykh plastov [Increase in flow rates and durability of well casing by development and implementation of sparing regimes of secondary penetration of reservoirs]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2014, no.1, pp.480-483.

2. Sudong H., Xiao Y. Properties and application of oil-well cement enhanced with a novel composite toughening agent. *Petroleum Science*, 2007, vol.4, no.2, pp.52-59. DOI: 10.1007/BF03187442

3. Ivanova I.S., Pustovgar A.P., Ganiev S.R. Osobennosti sukhikh smesei dlia tsementirovaniia neftegazovykh skvazhin [Features of dry mixtures for cementing oil and gas wells]. *Neftegazovoe delo. Elektronnyi nauchnyi zhurnal*, 2014, no.4, pp.18-35. DOI: 10.17122/ogbus-2014-4-18-35

4. Melekhin A.A., Krysin N.I., Treťiakov E.O. Analiz faktorov, vliiaushchikh na dolgovechnost' tsementnogo kamnia za obsadnoi kolonnoi [Analysis of factors affecting the life time period of cement stone behind a casing string]. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, no.9, pp.77-82.

5. Gaivoronskii I.N., Kostitsyn V.I., Savich A.D., Chernykh I.A., Shumilov A.V. Povyshenie effektivnosti vtorichnogo vskrytiia produktivnykh plastov [Ways of improvement of reservoir completion efficiency]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no.10, pp.62-65.

6. Behrmann L., Brooks J.E., Farrant S., Fayard A., Venkitaraman A., Brown A., Michel Ch., Noordermeer A., Smith Ph., Underdown D. Perforating practices that

optimize productivity. *Oilfield Review*, 2000, vol.12, no.1, pp.52-74.

7. Ishbaev G.G., Dil'miev M.R., Ishbaev R.R., Latypov T.R. Razrabotka tamponazhnykh materialov povyshennoi udarnoi prochnosti [Development of grouting materials with high impact strength]. *Burenie i nefi'*, 2015, no.9, pp.38-41.

8. Petrov N.A., Sultanov V.G., Davydova I.N., Konesev G.V. Povyshenie kachestva pervichnogo i vtorichnogo vskrytiia neftianykh plastov [Improving the quality of primary and secondary oil stripping]. Ed. G.V. Konesev. Saint Petersburg, Nedra, 2007, 548 p.

9. Fridliander L.Ia. et al. Prostrelочно-vzryvnaia apparatura [Shooting and blasting equipment]. Moscow, Nedra, 1990, 199 p.

10. Silin M.A., Magadova L.A., Efimov M.N., Efimov N.N., Shidginov Z.N. Tamponazhnye rastvory na uglevodorodnoi osnove dlia remontno-izoliatsionnykh rabot [Oil-based grouting mortars for repair and insulation work]. *Trudy rossiskogo gosudarstvennogo universiteta nefi i gaza imeni I.M. Gubkina*, 2010, no.3, pp.87-94.

11. Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovanie nekotorykh polimernykh reagentov otechestvennogo proizvodstva [A study of some polymeric reagents domestic production]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal neftegazovoe delo*, 2016, no.4, pp.6-39. DOI: 10.17122/ogbus-2016-4-6-39

12. Broni-Bediako E., Joel O.F., Ofori-Sarpong G. Oil well cement additives: a review of the common types. *Oil and Gas Research*, 2016, vol.2, no.1, pp.1–7. DOI: 10.4172/ogr.1000112.

13. Akhremenko V.E., Pashchevskaia N.V. Ispol'zovanie melassy v kachestve plastifikatora tamponazhnykh rastvorov [Usage of molasses as plasticizer of grouting mortars]. *Stroitel'stvo neflianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2014, no.1, pp.35-37.
14. Bulatov A.I. Upravlenie fiziko-mekhanicheskimi svoystvami tamponazhnykh sistem [Management of physical and mechanical properties of oil-well systems]. Moscow, Nedra, 1976, 298 p.
15. Volzhenskii A.V., Burov Iu.S., Kolokol'nikov V.S. Mineral'nye viazhushchie veshchestva [Mineral binders]. Moscow, Stroizdat, 1979, 476 p.
16. Nikolaev N.I., Nifontov Iu.A., Dernov D.A., Toib R.R. Pokolenie otechestvennykh polimerov dlia bureniia skvazhin [The generation of domestic polymers for drilling wells]. *Promyshlennost' segodnia*, 2004, no.1, pp.19-23.
17. Derkach S.R., Berestova G.I., Motyleva T.A. Ispol'zovanie PAV dlia intensivatsii nefte dobychi pri pervichnom i vtorichnom vskrytii plastov [The use of surfactants for the intensification of oil production during primary and secondary opening of seams]. *Vestnik murmanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2010, no.4-1, pp.784-792.
18. Sherstnev N.M., Gugvich L.M., Bulina I.G. Primenenie kompozitsii PAV pri ekspluatatsii skvazhin [The use of surfactant compositions in the operation of wells]. Moscow, Nedra, 1988, 184 p.
19. Samsonenko A.V., Simoniants S.L., Samsonenko N.V. Novye tamponazhnye materialy dlia ispol'zovaniia v usloviakh normal'nykh i umerennykh temperatur [New cementing materials for use in normal and moderate temperatures]. *Stroitel'stvo neflianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2009, no.10, pp.42-47.
20. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Free fluid control of oil well cements using factorial design. *Journal of engineering research*, 2017, vol.5, no.1, pp.220-229.
21. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Sedimentation stability of oil well cements in directional wells. *IJE Transactions A: Basics*, 2017, vol.30, no.7, pp.1105-1109. DOI: 10.5829/ije.2017.30.07a.21
22. Choolaei M., Rashidi A.M., Ardjmand M., Yadegari A., Soltanian H. The effect of nanosilica on the physical properties of oil well cement. *Materials Science and Engineering: A*, 2012, vol.538, pp.288-294. DOI: 10.1016/j.msea.2012.01.045
23. Bulatov A.I. Formirovanie i rabota tsementnogo kamnia v skvazhine [Formation and work of cement stone in the well]. Moscow, Nedra, 1990, 416 p.
24. Riabova L.I., Shliakhovoi D.S., Timofeeva E.V. Ob'emnye izmeneniia tsementnogo rastvora i kamnia, vliiaushchie na kachestvo tsementirovaniia skvazhin [Volume changes in cement mortar and stone, affecting the quality of cementing wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2008, no.2, pp.40-42.
25. Rubiandini R., Siregar S., Suhascaryo N., Efril D. The effect of CaO and MgO as expanding additives to improve cement isolation strength under HPHT exposure. *Journal of Engineering and Technological Sciences*, 2005, vol.37, no.1, pp.29-48. DOI: 10.5614/2Fitbj.eng.sci.2005.37.1.3
26. Berkovich T.M. O kinetike protsessa gidratatsii tsementa [On the kinetics of cement hydration process]. *DAN SSSR*, 1963, no.5, pp.1127-1130.
27. Ridha S., Irawan S., Ariwahjoedi B. Strength prediction of Class G oil well cement during early ages by electrical conductivity. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2013, vol.3, no.4, pp.303-311. DOI: 10.1007/s13202-013-0075-9
28. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Considerations of well cementing materials in high-pressure, high-temperature conditions. *IJE Transactions C: Aspects*, 2016, no.9, pp.1214-1218. DOI: 10.5829/idosi.ije.2016.29.09c.05
29. Labibzadeh M., Zahabizadeh B., Khajehdezfuly A. Early-age compressive strength assessment of oil well class G cement due to borehole pressure and temperature changes. *Journal of American Science*, 2010, vol.6, no.7, pp.38-47. DOI:10.7537/marsjas060710.05
30. Castel A., Foster S.J. Bond strength between blended slag and Class F fly ash geopolymer concrete with steel reinforcement. *Cement and Concrete Research*, 2015, vol.72, pp.48-53. DOI: 10.1016/j.cemconres.2015.02.016

Просьба сослаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Разработка составов и исследование свойств тампонажных смесей для повышения качества вторичного вскрытия продуктивных пластов / Н.И. Николаев, Р.А. Усманов, С.Ш. Табатабаи Мореди, Дж.Р. Эрнандес Рекена // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №4. – С.321–330. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.3

Please cite this article in English as:

Nikolaev N.I., Usmanov R.A., Tabatabaee Moradi S.Sh., Hernandez Requena J.R. Development of slurries and study of properties of cement mixtures to increase the quality of well completion. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.4, pp.321–330. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.3